

PARERE 5 DICEMBRE 2023
575/2023/I/EEL

**RILASCIO DI PARERE AL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA
PER L'AGGIORNAMENTO DELL'AMBITO DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE
NAZIONALE**

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1275^a riunione del 5 dicembre 2023

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, recante disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica, e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999 (di seguito: decreto 25 giugno 1999), recante determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale, e sue successive integrazioni, in ultimo con il decreto del Ministro della Transizione ecologica del 1° settembre 2022 recante ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, riguardo la linea di interconnessione con l'estero a 380 kV in corrente alternata di potenza nominale di 400 MVA tra Mendrisio (CH) e Cagno (IT);
- il decreto del Ministro delle Attività produttive 23 dicembre 2002 (di seguito: decreto 23 dicembre 2002);
- il decreto del Ministro delle Attività produttive 20 aprile 2005, modificato con decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 15 dicembre 2010;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, e il relativo Allegato A, come successivamente integrato e modificato, nonché la versione dell'Allegato A vigente negli anni 2009 e 2010;
- il parere dell'Autorità 14 dicembre 2017, 857/2017/I/EEL, riguardante l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale;
- il parere dell'Autorità 27 novembre 2018, 607/2018/I/EEL, riguardante l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale;

- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2018, 675/2018/R/EEL, riguardante l’approvvigionamento della disponibilità di risorse per la regolazione di tensione nell’area di Brindisi;
- il parere dell’Autorità 22 dicembre 2020, 575/2020/I/EEL, riguardante l’aggiornamento dell’ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale;
- il parere dell’Autorità 21 giugno 2022, 265/2022/I/EEL, riguardante l’aggiornamento dell’ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale;
- la deliberazione dell’Autorità 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM, e il relativo Allegato A, come successivamente integrato e modificato (di seguito: TIROSS);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, di cui al DPCM 11 maggio 2004, come approvato dall’Autorità (di seguito: Codice di rete);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 26 settembre 2023, 423/2023/R/EEL;
- i Piani di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito anche: RTN) relativi agli anni 2017, 2018, 2019 e gli schemi di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021 e 2023, pubblicamente disponibili sul sito internet dell’Autorità;
- la comunicazione del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica, Dipartimento energia, Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza, Divisione IV - Infrastrutture energetiche, all’Autorità, in data 1 marzo 2023 (prot. Autorità 14628 del 2 marzo 2023), e gli allegati relativi all’istanza di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 21 luglio 2022 e integrazione del 24 novembre 2022, riguardante l’eventuale inserimento in RTN della linea 380 kV Brindisi - Enipower Brindisi (di seguito: comunicazione 2 marzo 2023).

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 3, comma 7, del decreto legislativo 79/99, prevede che il Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato (oggi Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica) determini, sentiti l’Autorità e i soggetti interessati, l’ambito della rete di trasmissione nazionale;
- con il decreto 25 giugno 1999, il Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato, acquisito il parere dell’Autorità, ha determinato l’ambito della rete di trasmissione nazionale;
- in linea con le modalità definite dal decreto 25 giugno 1999, acquisiti i relativi pareri dell’Autorità, con successivi decreti del Ministro competente detto ambito è stato più volte aggiornato;
- ai sensi dell’articolo 2 del decreto 23 dicembre 2002, eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti sono inserite nel Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale, precisando *“modalità di acquisizione e condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità degli elementi in questione”*;

- ai sensi del Capitolo 2 del Codice di rete, eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti sono inserite nel Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale, con le medesime precisazioni di cui al punto precedente;
- nel dettaglio, il Capitolo 2 prevede che:
 - a) *“sono considerati interventi di sviluppo della RTN gli interventi di espansione o di evoluzione della RTN con conseguente variazione dello stato di consistenza funzionale”* (paragrafo 2.6.1);
 - b) tra gli interventi di sviluppo possono ricadere *“tutte le opere necessarie al collegamento alla RTN degli impianti che prelevano o immettono energia elettrica (generalmente stazioni di consegna/smistamento e raccordi a linee esistenti) nonché i soli rinforzi di rete necessari ad “ancorare” in sicurezza detti impianti alla RTN.”* (paragrafo 2.6.2);
- in applicazione dei criteri generali per l’ammissibilità delle spese ai riconoscimenti tariffari (articolo 4 del TIROSS), la spesa di capitale per infrastrutture acquisite da un gestore di rete è pari al costo d’acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione o al costo di realizzazione dello stesso, fatte salve disposizioni che individuino specifici criteri di valorizzazione dei cespiti;
- in aggiunta, il riconoscimento di tale infrastruttura nell’ambito delle attività regolate, i cui costi sono posti a carico della generalità degli utenti, deve rispondere ai principi generali di economicità ed efficienza dei costi e tener conto dell’utilità di tali infrastrutture per il sistema elettrico, non determinando trasferimenti impropri di costi da un singolo utente alla collettività.

CONSIDERATO CHE:

- con la comunicazione 2 marzo 2023, il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica ha chiesto all’Autorità un parere in merito al possibile ampliamento dell’ambito della rete di trasmissione nazionale conseguente all’istanza, formulata da Terna, relativa ai seguenti elementi di rete:
 - a) di proprietà della società Acciaieria Arvedi S.p.A.:
 - Stazione 132 kV Elettra GLT (c.d. Servola AT) (TS);
 - Stazione 132 kV Servola UT (TS);
 - Elettrodotto in cavo interrato 132 kV “Servola UT – Elettra GLT (c.d. Servola AT) CE4” (TS);
 - b) di proprietà della società Enel Produzione S.p.A.:
 - Stazione 150 kV Contrasto (CT);
 - Stazione 150 kV Paternò (CT);
 - Stazione 150 kV Grottafumata (CT);
 - Stazione 150 kV Troina (EN);
 - c) di proprietà della società Edison S.p.A.:
 - Linea 132 kV “Garlasco – Vigevano Est” (PV);
 - Linea 132 kV “Novara Est (NO) – Vigevano Est” (PV);

- Linea 132 kV “Novara Est (NO) – Nerviano” (MI);
- Linea 132 kV “Nerviano (MI) – Cesano (MB)”;
- Stazione 132 kV Novara Est (NO);
- d) di proprietà della società e-distribuzione S.p.A.:
 - Stallo 132 kV in SSE Grosseto della linea “SSE Grosseto FS – CP Grosseto Nord” (GR);
 - Stallo 132 kV in SSE Orbetello della linea “SSE Orbetello FS – CP Orbetello” (GR);
 - Stallo 132 kV in SSE Massa della linea “Massa FS – CP Avenza” (MS);
 - Stallo 150 kV in SSE Barletta della linea “Barletta FS – CP Barletta” (BT);
 - Stallo 150 kV in SSE S. Stefano Di Camastra della linea “S.Stefano FS - CP S.Stefano di Camastra” (ME);
 - Stallo 150 kV in SSE Zappulla della linea “Zappulla FS – CP S.Agata Militello/ CP Capo d’Orlando” (ME);
- e) di proprietà della società Parco Eolico Riparbella S.r.l.:
 - C.I.E Riparbella (PI);
- f) di proprietà della società Edison Rinnovabili S.p.A.:
 - C.I.E Colle Montanino (PI);
- g) di proprietà della società PV1 S.r.l.:
 - C.I.E Malalbergo (AR);
- h) di proprietà del Consorzio per lo Sviluppo delle Aree Geotermiche – CO.SVI.G. S.c.r.l.:
 - C.I.E Montecatini Val di Cecina (PI);
- i) di proprietà della società Sapio Produzione Idrogeno Ossigeno S.r.l.:
 - C.I.E Sapio Ossigeno (VT);
- j) di proprietà della società Enipower S.p.A.:
 - Linea 380 kV “Brindisi – Enipower BR” (BR);
- k) di proprietà della società Enel Produzione S.p.A.:
 - Stazione 132 kV Bordogna (BG);
- l) di proprietà della società Enel Green Power S.p.A.:
 - Stazione 150 kV Castrocucco;
- dalle comunicazioni di Terna disponibili in allegato alla comunicazione del 2 marzo 2023 emerge come:
 - a) l’inserimento nella RTN degli impianti di cui al precedente elenco apporterebbe, a parere di Terna, al sistema elettrico nazionale benefici (come meglio illustrati di seguito) per l’incremento dell’affidabilità e della sicurezza di esercizio nelle aree territoriali interessate;
 - b) per il trasferimento di tutti gli impianti di cui al precedente elenco, si fa riferimento a condizioni economiche da pattuire con il soggetto cedente gli elementi di rete.

CONSIDERATO, IN PARTICOLARE, CHE:

- in sede di istanza di ampliamento della rete di trasmissione nazionale, Terna ha segnalato che:
 - a) con riferimento ai tre elementi di rete di proprietà della società Acciaieria Arvedi S.p.A. nella provincia di Trieste, l'intervento 253-P del Piano di sviluppo 2021 "Stazione 220/132 kV Padriciano" prevede interventi di riassetto rete atti a garantire isole di esercizio pienamente funzionali a sfruttare le macchine 220/132 kV, con la possibilità di utilizzare/acquisire asset di terzi, incrementando così anche la resilienza di una porzione di rete particolarmente esposta a severi eventi atmosferici;
 - b) con riferimento ai quattro elementi di rete di proprietà della società Enel Produzione S.p.A. in Sicilia:
 - l'acquisizione è correlata all'intervento 609-P del Piano di sviluppo 2021, intervento che prevede la rimozione delle limitazioni presenti sulle direttrici di trasmissione a 150 kV nell'area centrale dell'isola, con particolare attenzione alle direttrici principalmente interessate dai transiti tra la costa orientale siciliana e la parte occidentale;
 - con l'acquisizione delle stazioni elettriche in provincia di Enna e Catania, si prevede l'incremento della portata degli elettrodotti 150 kV in Sicilia, adeguando le stazioni e, come emerso nell'ambito di incontri di approfondimento tecnico con Terna, miglioramenti nelle attività di dispacciamento in relazione a vincoli per la Sicilia occidentale;
 - c) con riferimento ai cinque elementi di rete di proprietà della società Edison S.p.A. in Lombardia e in Piemonte:
 - con l'acquisizione della dorsale a 132 kV Garlasco-Cesano sarà dismessa la linea Novara Est - Nerviano, come previsto dalle intese per la realizzazione della linea 380 kV Trino – Lacchiarella e massimizzata la sinergia con gli interventi di sviluppo della rete di trasporto nazionale;
 - nel Piano di sviluppo 2021 è presente l'intervento 155-P "Stazione 132 kV Novara Est", secondo cui l'acquisizione della stazione elettrica di Novara Est si rende necessaria in conseguenza della potenziale dismissione della stazione da parte di Edison;
 - l'acquisizione dell'attuale stazione elettrica di Edison eviterebbe la realizzazione di un impianto elettrico *ex novo*, consentendo la riduzione degli oneri per gli utenti, tempi più rapidi, senza occupare ulteriore sedime;
 - d) con riferimento ai sei elementi di rete di proprietà della società e-distribuzione S.p.A., ricompresi nelle stazioni ex Rete Ferroviaria Italiana S.p.A. (di seguito anche: RFI), l'acquisizione consentirebbe di risolvere le problematiche di esercizio delle linee Terna (di cui rappresentano un estremo) e di manutenzione delle stazioni ex-RFI;
 - e) al riguardo, una precedente comunicazione di e-distribuzione a Terna, allegata alla comunicazione 2 marzo 2023, ha indicato:

- *“evidenti difficoltà a procedere all’esercizio e alla manutenzione degli stalli, essendo ormai di proprietà Terna le sottostazioni”*;
- *il “notevole vantaggio che si avrebbe con una gestione integrata effettuata da Terna di tutti gli asset di sottostazione dal punto di vista di celerità delle manovre in caso di guasto o manutenzione programmata”*;
- gli elementi di rete di proprietà delle società Parco Eolico Riparbella S.r.l., Edison Rinnovabili S.p.A., PV1 S.r.l., Sapio Produzione Idrogeno Ossigeno S.r.l. e del consorzio CO.SVI.G. S.c.r.l, oggetto di istanza sono stati realizzati in quanto *“impianti di rete per la connessione”*, definiti nel Codice di rete come *“Porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione”*.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- nell’ambito della succitata istanza di ampliamento della rete di trasmissione nazionale, con riferimento alla linea 380 kV “Brindisi – Enipower BR”, Terna ha inoltre segnalato che:
 - a) *“la situazione nell’area di Brindisi presenta livelli di tensione potenzialmente sostenuti e (...) è necessario avere in servizio diverse unità di produzione dell’area per garantire sufficiente regolazione di tensione”*;
 - b) *“a dicembre 2020 è stato realizzato un cavo in derivazione rigida tra la centrale di Brindisi Enipower e l’attuale linea 380 kV “Brindisi – Brindisi Nord” che ha consentito di rispondere alle criticità di funzionamento”* (scatto della preesistente unica linea verso la centrale Enipower e perdita della centrale Enipower stessa con conseguenti criticità di tensione);
 - c) *“con la ripresa del funzionamento dell’impianto di Brindisi Nord le analisi di rete hanno evidenziato nuove criticità per la sicurezza del funzionamento della rete”*;
 - d) è stata pianificata una nuova soluzione progettuale per completare il collegamento diretto in cavo 380 kV tra Brindisi e Enipower BR;
 - e) *“al fine di rendere possibile la gestione efficace del doppio collegamento, si procederà all’acquisizione dell’attuale collegamento 380 kV”* di proprietà Enipower;
 - f) a valle dell’acquisizione del collegamento, si determinerebbero vari benefici fra cui *“incremento della magliatura della rete, riduzione del rischio di separazione della centrale, incremento del grado di affidabilità dei due elettrodotti, gestione in modo coordinato del servizio di manutenzione degli asset”* e in termini di controllo diretto da parte del TSO della rete afferente il nodo di Brindisi, regolazione della tensione (maggiore flessibilità per manovre di esercizio) e di incremento dell’adeguatezza (grazie ad una gestione ottimizzata delle indisponibilità delle linee);
- nell’ambito della succitata istanza di ampliamento della RTN, Terna ha infine segnalato che:

- a) con riferimento alla possibile acquisizione della stazione elettrica di Bordogna di proprietà della società Enel Produzione S.p.A., l'acquisizione della stazione elettrica favorirà l'integrazione delle fonti rinnovabili nell'area a nord della provincia di Bergamo e ha indicato correlazione con l'intervento 162-P del piano di sviluppo;
- b) con riferimento alla possibile acquisizione della stazione 150 kV Castrocucco:
 - *“l'intervento di sviluppo “elettrdotto 150 kV Castrocucco – Maratea” (codice 522-P) è stato completato nel 2021”;*
 - *“si è proceduto alla realizzazione di un nuovo stallo presso la CP Maratea e presso l'impianto di produzione di Castrocucco”;*e nell'ambito di incontri di approfondimento tecnico, è stata indicata l'esigenza di consentire la piena funzionalità del collegamento realizzando uno stallo in assetto definitivo nella stazione elettrica di Castrocucco.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con riferimento alla potenziale acquisizione della linea 380 kV Brindisi - Enipower Brindisi:
 - a) i benefici legati alle azioni di sviluppo della rete effettuate e previste (che comportano miglioramento della sicurezza e potenzialmente della regolazione di tensione e riduzione dei rischi di distacco della centrale) non devono essere aggregati con eventuali benefici del solo processo di acquisizione (che di per sé non determina un incremento di magliatura di rete, in quanto l'acquisizione non modifica la topologia di rete nell'area in esame);
 - b) presso la stazione elettrica di Brindisi ai fini di regolazione della tensione sono stati recentemente installati due compensatori sincroni da 250 Mvar ciascuno e, a seguito della procedura concorsuale del 2018 per l'approvvigionamento di risorse per l'erogazione di energia reattiva nell'area di Brindisi, sono inoltre disponibili due gruppi da 143 Mvar ciascuno in funzionamento da compensatore sincrono;
 - c) in ragione dell'interesse del proprietario della linea e della centrale di generazione a essa collegata di gestire e mantenere la linea medesima (al fine di massimizzarne la disponibilità, nel rispetto dei vincoli di sicurezza e del coordinamento delle attività di manutenzione con il gestore del sistema di trasmissione) non sembrano emergere elementi su significative differenze tra la situazione attuale rispetto alla eventuale situazione di proprietà unica;
- con riferimento alla stazione elettrica di Bordogna, l'intervento 162-P indica lavori di rifacimento e potenziamento delle linee esistenti con successiva dismissione dell'impianto di Lenna al fine principale di garantire un miglioramento della qualità del servizio, mentre non sono stati comunicati e non risultano sviluppi di energie rinnovabili nell'area oggetto di intervento; non è pertanto immediato individuare una necessità di nuovi interventi di rete e, ove rilevante, il proprietario dell'impianto di produzione dovrebbe essere il primo

soggetto interessato ad adeguare la propria stazione, ove questo intervento consentisse una maggiore immissione della propria produzione di energia;

- con riferimento alla stazione 150 kV di Castrocuoco, come peraltro indicato da Terna, il recente elettrodotto Castrocuoco – Maratea ha aumentato l’affidabilità del sistema elettrico dell’area, anche in caso di fuori servizio di alcune linee elettriche per manutenzione o guasto, con una migliore gestione delle manutenzioni. Per la topologia di rete nell’area in esame, l’eventuale realizzazione di uno stallo in assetto definitivo nella stazione elettrica è funzionale ad aumentare la continuità del servizio per la centrale di Castrocuoco medesima (e non ha sostanziali impatti sugli altri utenti della rete) e quindi è attribuibile al proprietario della stazione.

RITENUTO:

- con riferimento agli elementi di rete di proprietà delle società Acciaieria Arvedi S.p.A., Enel Produzione S.p.A. nella sola regione Sicilia, Edison S.p.A., e-distribuzione S.p.A., di prendere atto dell’utilità per il sistema elettrico dell’inserimento di detti elementi di rete nell’ambito della rete di trasmissione nazionale;
- che sia pertanto opportuno esprimere al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica il parere favorevole dell’Autorità in merito all’inclusione nell’ambito della rete di trasmissione nazionale degli elementi di rete di cui al punto precedente, dettagliati anche al punto 1. del presente provvedimento;
- con riferimento agli elementi di rete di proprietà delle società Parco Eolico Riparbella S.r.l., Edison Rinnovabili S.p.A., PV1 S.r.l., Sapiro Produzione Idrogeno Ossigeno S.r.l. e del consorzio CO.SVI.G. S.c.r.l., che tali elementi di rete debbano essere considerati intrinsecamente parte della rete di trasmissione nazionale in conseguenza della regolazione vigente e del Codice di rete: l’impianto di rete per la connessione rappresenta infatti la porzione della rete di trasmissione nazionale realizzata al fine di consentire la connessione dell’utente, le cui caratteristiche tecniche e funzionali devono consentirne l’utilizzo ai fini dell’attività di trasmissione dell’energia elettrica non limitatamente all’utente ivi connesso;
- che sia pertanto opportuno esprimere al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica parere favorevole dell’Autorità in merito alla formalizzazione nell’ambito della rete di trasmissione nazionale degli elementi di rete di cui al punto precedente, dettagliati anche al punto 2. del presente provvedimento, anche al fine di risolvere potenziali incertezze procedurali;
- con riferimento alla linea 380 kV Brindisi - Enipower Brindisi, alla stazione elettrica 132 kV di Bordogna e alla stazione 150 kV di Castrocuoco - per quanto indicato nel precedente gruppo di considerati – che il riconoscimento della spesa di capitale per l’eventuale acquisizione di tali infrastrutture non risponda ai principi generali di economicità ed efficienza dei costi e dell’utilità di tali infrastrutture per il sistema elettrico e, pertanto, di non ritenere opportuno

l'inserimento di detti elementi di rete nell'ambito della rete di trasmissione nazionale salvo l'acquisizione da parte di Terna degli stessi senza aggravio per il sistema tariffario

DELIBERA

1. di esprimere al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica parere favorevole in merito all'inclusione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale dei seguenti elementi di rete:
 - a) di proprietà della società Acciaieria Arvedi S.p.A.:
 - Stazione 132 kV Elettra GLT (c.d. Servola AT) (TS);
 - Stazione 132 kV Servola UT (TS);
 - Elettrodotto in cavo interrato 132 kV “Servola UT – Elettra GLT (c.d. Servola AT) CE4” (TS);
 - b) di proprietà della società Enel Produzione S.p.A.:
 - Stazione 150 kV Contrasto (CT);
 - Stazione 150 kV Paternò (CT);
 - Stazione 150 kV Grottafumata (CT);
 - Stazione 150 kV Troina (EN);
 - c) di proprietà della società Edison S.p.A.:
 - Linea 132 kV “Garlasco – Vigevano Est” (PV);
 - Linea 132 kV “Novara Est (NO) – Vigevano Est” (PV);
 - Linea 132 kV “Novara Est (NO) – Nerviano” (MI);
 - Linea 132 kV “Nerviano (MI) – Cesano (MB)”;
 - Stazione 132 kV Novara Est (NO);
 - d) di proprietà della società e-distribuzione S.p.A.:
 - Stallo 132 kV in SSE Grosseto della linea “SSE Grosseto FS – CP Grosseto Nord” (GR);
 - Stallo 132 kV in SSE Orbetello della linea “SSE Orbetello FS – CP Orbetello” (GR);
 - Stallo 132 kV in SSE Massa della linea “Massa FS – CP Avenza” (MS);
 - Stallo 150 kV in SSE Barletta della linea “Barletta FS – CP Barletta” (BT);
 - Stallo 150 kV in SSE S. Stefano Di Camastra della linea “S. Stefano FS - CP S. Stefano di Camastra” (ME);
 - Stallo 150 kV in SSE Zappulla della linea “Zappulla FS – CP S. Agata Militello/ CP Capo d'Orlando” (ME);
2. di esprimere al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica parere favorevole in merito alla formalizzazione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale dei seguenti elementi di rete:
 - a) di proprietà della società Parco Eolico Riparbella S.r.l.:
 - C.I.E Riparbella (PI);

- b) di proprietà della società Edison Rinnovabili S.p.A.:
 - C.I.E Colle Montanino (PI);
 - c) di proprietà della società PV1 S.r.l.:
 - C.I.E Malalbergo (AR);
 - d) di proprietà del Consorzio per lo Sviluppo delle Aree Geotermiche – CO.SVI.G. S.c.r.l.:
 - C.I.E Montecatini Val di Cecina (PI);
 - e) di proprietà della società Sapio Produzione Idrogeno Ossigeno S.r.l.:
 - C.I.E Sapio Ossigeno (VT);
3. di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica e alla società Terna S.p.A.;
4. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it, decorsi 20 giorni dalla sua adozione, senza che sia intervenuta una formale richiesta di rinvio della pubblicazione da parte del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica.

5 dicembre 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini